

ESTUDO PRELIMINAR DA OCORRÊNCIA DE GÁS SULFÍDRICO NA BACIA POTIGUAR - NORDESTE DO BRASIL

PRELIMINARY STUDY OF HYDROGEN SULFIDE OCCURRENCE IN THE POTIGUAR BASIN – NORTHEAST BRAZIL

Luiz Otavio da Cruz de Oliveira Castro¹

RESUMO - A perfuração, completação e produção de poços de petróleo em áreas geológicas portadoras de gás sulfídrico é problemática e onerosa, constituindo grande desafio para a indústria petrolífera. Dentre os problemas causados pelo H₂S, o alto poder corrosivo nos equipamentos e sua elevada toxicidade são os mais preocupantes. Na Bacia Potiguar, Nordeste do Brasil, esse gás ácido é reconhecido na porção submersa (área de Pescada – teores de até 50 ppm) e na parte emersa (campos de Canto do Amaro, Macau, Fazenda Pocinho/Palmeira, Salina Cristal/Conceição, Estreito/Rio Panon, Monte Alegre e Guamaré – teores de até 6 000 ppm). A análise dos dados disponíveis permitiu interpretar que os processos geradores desse gás são distintos para o Campo de Pescada e os demais campos da bacia que contêm gás sulfídrico. No primeiro, os compostos sulfurosos presentes na matéria orgânica dos folhelhos geradores da Formação Pendência, submetidos à maturação termal (temperatura superior a 170 °F) foram, possivelmente, os principais responsáveis pelo H₂S associado ao óleo nos reservatórios arenosos dessa unidade estratigráfica. Na parte terrestre, a existência de óleos biodegradados e alterados nos reservatórios arenosos da Formação Açú – reconhecidamente excelente aquífero em condições hidrodinâmicas, submetidos à temperatura média de 115 °F e com presença de nutrientes orgânicos e inorgânicos, sugere que o H₂S foi gerado pela ação de bactérias redutoras de sulfato, após o óleo ter sido acumulado nesses reservatórios.

(Originais recebidos em 03.10.91).

ABSTRACT - The drilling, complementation and production of oil wells in geologic areas containing hydrogen sulfide gas is problematic and expensive, constituting a great challenge of the oil industry. Among the problems caused by H₂S the most important are its high power of corrosion in the equipment, and its high toxicity. In the Potiguar Basin, Northeast Brazil, this acid gas is known to occur in its submerged portion of the basin (Pescada area – with grades of up to 50 ppm), and in its emerged portion (fields of Canto do Amaro, Macau, Fazenda Pocinho/Palmeira, Salina Cristal/Conceição, Estreito/Rio Panon, Monte Alegre e Guamaré – with grades of up to 6,000 ppm). Analysis of the available data showed that the processes responsible for generating this hydrogen sulfide gas are different at Campo de Pescada from the other fields in the basin. At Campo de Pescada the sulfur compounds present in the organic matter of the source shales of the Pendência Formation were subjected to thermal maturation (temperature above 170 °F), and this is possibly the main reason for the H₂S associated with the oil in the sandy reservoirs of this stratigraphic unit. In the onshore portion of the basin, the presence of biodegradable and altered oils in the sandy reservoirs of the Açú Formation – known as an excellent aquifer in terms of its hydrodynamics – were subjected to an average temperature of 115 °F in the presence of organic and inorganic nutrients, this may suggest that the H₂S was generated by the action of reducing sulfate bacteria after the oil accumulated in these reservoirs.

(Expanded abstract available at the end of the paper).

1 - INTRODUÇÃO

Alguns campos da Bacia Potiguar (fig. 1) produzem óleo com gás sulfídrico associado. Esse gás ácido pode ser altamente corrosivo em determinadas pressões e temperaturas, causando severos danos a equipamentos utilizados na perfuração e produção,

além de ser letal ao homem.

Sob essa ótica, tem-se como objetivo contribuir para o entendimento dos processos geradores de gás sulfídrico na Bacia Potiguar, predizendo áreas preferenciais de ocorrência e ausência, tentando direcionar com segurança e economicidade as operações de pesquisa e lavra nos campos de petróleo.

¹ - E&P-AM/GEPLAN - Rodovia Arthur Bernardes, 5511, Tapanã, 66825-010, Belém, PA, Brasil.

2 - MÉTODO EMPREGADO

O método empregado para a elaboração deste trabalho consistiu em pesquisa bibliográfica; levantamento, triagem e catalogação dos dados sobre ocorrência de gás sulfídrico na bacia; levantamento das análises físico-químicas de águas de formação; interpretação das análises cromatográficas e geoquímicas, e dos fragmentogramas realizadas pelo Centro de Pesquisas da PETROBRAS (CENPES) para os óleos; levantamento do resultado das análises laboratoriais feitas pelo Setor de Laboratório da Região de Produção do Nordeste Setentrional (RPNS) da PETROBRAS para os óleos contendo H_2S , e elaboração do mapa de ocorrência de H_2S para a Bacia Potiguar.

Os teores estimados de H_2S foram obtidos, principalmente, pelo método qualitativo de papel de acetato de chumbo em amostras de petróleo recuperadas em testes de formação ou de produção efetuados.

3 - TRABALHOS ANTERIORES

O gás sulfídrico associado a petróleo geralmente está presente em ambientes geológicos contendo espessos pacotes carbonáticos, preferencialmente intercalados com evaporitos (Orr, 1977). Entretanto, os processos geradores do H_2S requerem condições físico-químicas, hidrodinâmicas, termodinâmicas, estruturais, litoestratigráficas e biológicas específicas, para cada tipo de bacia. Os principais processos são brevemente discutidos a seguir.

3.1 - Decomposição Termal dos Compostos Sulfurosos

Os compostos presentes nos óleos refletem a composição da matéria orgânica original depositada nos ambientes sedimentares. As quantidades relativas de n-alcanos, isoprenóides, aromáticos e compostos sulfurosos são características intrínsecas das rochas geradoras de hidrocarbonetos. A decomposição termal dos compostos sulfurosos presentes na matéria orgânica dos folhelhos geradores submetidos a temperaturas elevadas (acima de 170 °F) (Orr, *op. cit.*) pode gerar grandes quantidades de H_2S , como, por exemplo, nos reservatórios profundos da Bacia de Aquitaine (França) (in: Castro e Silva, 1988).

3.2 - Degradação Bacteriológica e Redução de Sulfatos

O processo de biodegradação foi citado, pela primeira vez, por Williams e Winters (1969), para o Campo de Bell Creek, em Wyoming (EUA). Posteriormente, Bailey (1980) e Dickey (in: Orr, 1977) igualmente reconheceram a atuação desse processo em várias bacias sedimentares. A primeira

indicação da atividade bacteriológica é, normalmente, a redução na concentração dos n-alcanos, pela maior facilidade em serem consumidos em relação às demais. As cadeias ramificadas são consumidas imediatamente após (Bailey, *op. cit.*).

As bactérias aeróbicas e anaeróbicas operam em condições de subsuperfície, carregadas pelas águas de infiltração. As primeiras têm a capacidade de oxidar e destruir as n-parafinas e outros hidrocarbonetos leves, degradando os óleos e diminuindo sua densidade (Dostaleck, in: Bailey, 1980). As anaeróbicas sulfato redutoras podem tolerar moléculas de oxigênio tanto no início como durante o metabolismo, gerando H_2S (Von Kvet, in: Bailey, *op. cit.*).

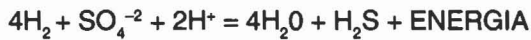
Esse processo de geração de gás sulfídrico em reservatórios com petróleo comumente não atinge elevadas concentrações. Experimentos laboratoriais mostram que a redução microbiana dos compostos sulfurosos também funciona como fonte de H_2S , e pode ser convertida para outras formas: enxofre elementar, pirita, e enxofre orgânico associado aos sedimentos (Kaplan, 1963 in: Orr 1977). Esse mecanismo envolve duas reações principais: oxidação dos hidrocarbonetos e redução dos ânions sulfato das águas de formação, gerando sulfetos, dentre os quais, H_2S .

Os detalhes do metabolismo das bactérias redutoras de sulfato em reservatórios com hidrocarbonetos são pouco debatidos na literatura. Para a consecução desse tipo de alteração secundária são necessárias, contudo, certas condições específicas: ambiente anaeróbico, temperatura entre 140 °F e 170 °F, água de formação com salinidade inferior a 10 000 ppm de NaCl (Justo Camejo, 1990 - informação verbal) matéria orgânica e nutrientes orgânicos e inorgânicos (nitrogênio, potássio, fósforo, etc.; Bockmeulen, 1973; Williams e Winters, 1969). Esse processo parece ser bastante comum em aquíferos de baixas salinidades e profundidades não-superiores a 4 000 pés (Sellek, 1952 in: Orr, 1977).

O limite superior da temperatura para as reduções microbiológicas é bastante discutido na literatura. Postgate (1972) indica temperatura inferior a 158 °F. Zobel (1963) afirma que essas reações se processam sem problemas nos limites de temperatura compreendidos entre 160 °F e 170 °F. Contudo, os ataques simulados em laboratório para a redução microbiológica de sulfatos parecem se situar efetivamente no *range* de 90 °F a 170 °F, sendo consenso estar limitado ao valor máximo de 170 °F (Orr, 1977).

As bactérias redutoras de sulfato mais comuns, que usam o petróleo como substrato para gerarem H_2S , devido ao seu co-metabolismo, são do gênero *Dessulfovibrio*, pertencentes ao grupo dos organismos denominados *Procarýotes*. As complexas reações físico-químicas-biológicas envolvidas obtêm energia catalítica dos próprios compostos orgânicos presentes, sendo necessárias para que as bactérias executem suas funções vitais e construam novas células, de acordo com a equação geral

(Technical Review, in: Castro, 1991).



3.3 - Oxidação Termal

A oxidação dos hidrocarbonetos é possível quando os reservatórios contendo petróleo mantêm contato com águas sulfatadas, enxofre livre ou camadas anidriticas, submetidas a elevadas temperaturas (acima de 170 °F), propiciando a geração de grandes quantidades de H₂S (Hunt, 1978 in: Castro e Silva, 1988).

Um exemplo desse processo é reconhecido na Bacia Paleozóica do Solimões (Norte do Brasil), onde as camadas de anidrita imediatamente em contato com os reservatórios contendo gás natural da Formação Caruari foram a principal fonte de enxofre para a geração de H₂S, em áreas influenciadas termicamente por diabásio (temperatura superior a 250 °F). Na Província Petrolífera do Rio Urucu, nessa bacia, este efeito térmico, ao nível dos reservatórios produtores não é sentido, permitindo que a exploração de petróleo seja feita sem a preocupação da existência de H₂S (Castro e Silva, *op. cit.*).

4 - ASPECTOS GEOQUÍMICOS DA BACIA POTIGUAR

Estudos geoquímicos realizados para a Bacia Potiguar por Rodrigues *et al.* (1983); Mello *et al.* (1984); e Santos Neto *et al.* (1989 e 1990) confirmam que as formações Pendência e Alagamar são as geradoras de petróleo da bacia. Esses óleos apresentam características geoquímicas diversas, herdadas da matéria orgânica preservada nos sedimentos dos diferentes ambientes deposicionais influenciando, entre outros aspectos, nos processos de geração de gás sulfídrico.

Na Formação Pendência, foram gerados óleos com elevadas percentagens de n-parafinas (acima de 60%), com valores isotópicos de carbono menores que -28‰ e teores de enxofre não superiores a 0,1%. A análise cromatográfica da fase gasosa revela predominância dos alcanos normais de alto peso molecular (maior que C-23), elevada razão pristano/fitano e predominância dos n-alcanos ímpares sobre os pares.

Os óleos da Formação Pendência estão concentrados, principalmente, na porção Sudoeste da parte emersa da Bacia Potiguar. Na plataforma continental, esses óleos são reconhecidos nas áreas de Pescada e no Campo de Agulha (Santos Neto *et al.* 1990; fig. 2). São óleos

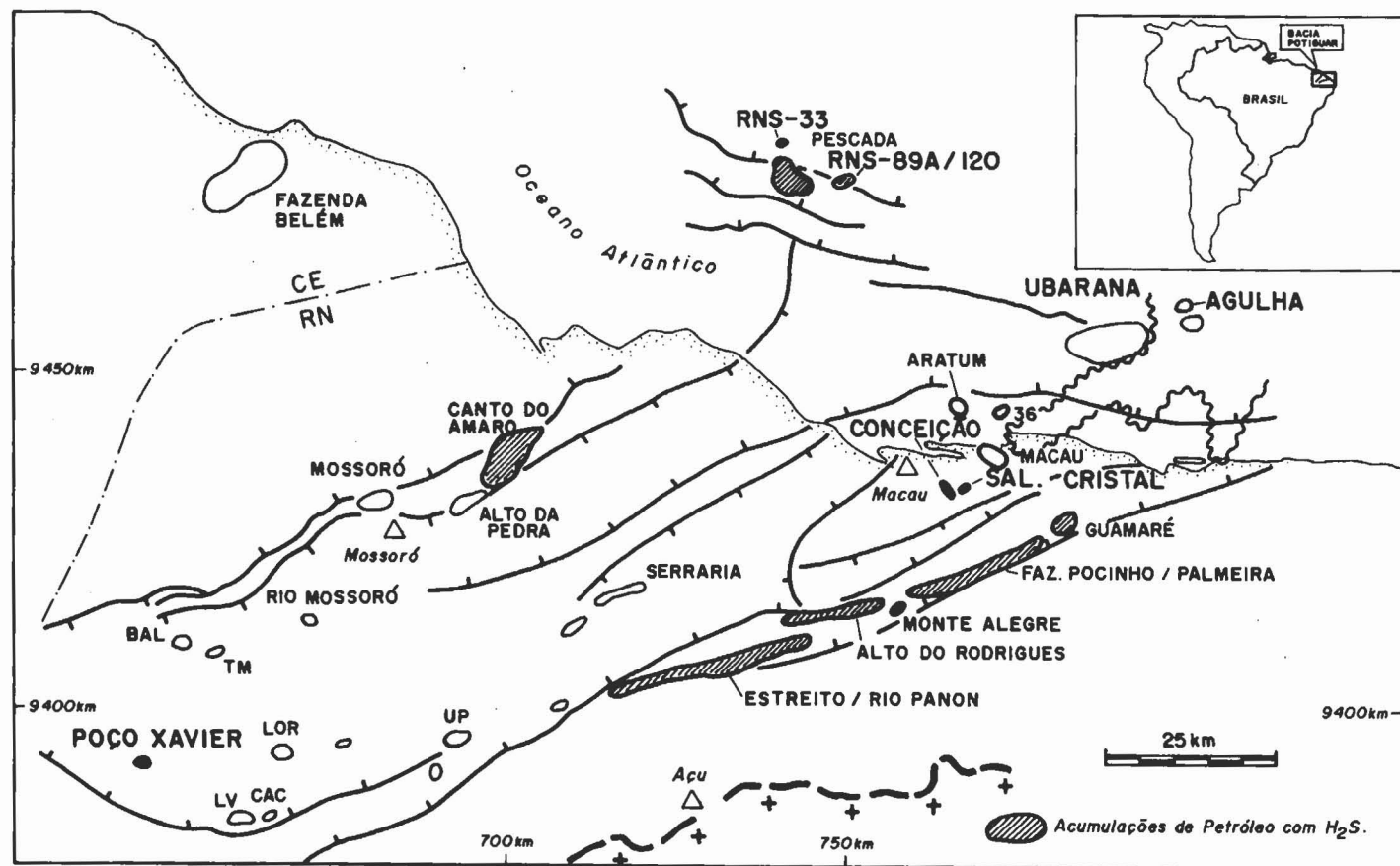


Fig. 1 - Mapa de localização e ocorrência de H₂S na Bacia Potiguar.

Fig. 1 - Location and H₂S occurrence map, Potiguar Basin.

muito evoluídos termicamente, indicando terem sido originados sob condições de elevadas temperaturas (Santos Neto, *op. cit.*).

Os óleos gerados na Formação Alagamar possuem características geoquímicas distintas, o que permite enquadrá-los em duas famílias: óleos marinho-evaporíticos e óleos mistos (Mello *et al.* 1984). Os primeiros, gerados por folhelhos e margas das Camadas Ponta do Tubarão e Membro Galinhos da Formação Alagamar, exibem percentagens de hidrocarbonetos saturados em torno de 55%, valores isotópicos de carbono maiores que -26,6‰ e teores de enxofre superiores que 0,5%, considerados elevados para a média dos óleos brasileiros. Para os óleos marinho-evaporíticos (Estreito, Rio Panon, Alto do

sutil, com o decréscimo relativo dos n-alcenos de baixo peso molecular, ou severa, eliminando-se quase todos os n-alcenos e desmetilando os hopanos (Santos Neto, *op. cit.*, fig. 3a e b).

5 - RESERVATÓRIOS COM GÁS SULFÍDRICO NA BACIA POTIGUAR

A presença de gás sulfídrico associado a óleo e/ou gás natural é comprovada por análises laboratoriais, em oito campos terrestres pertencentes ao mesmo contexto geológico, cuja produção de petróleo se dá nos reservatórios arenosos da Formação Açú, e na área

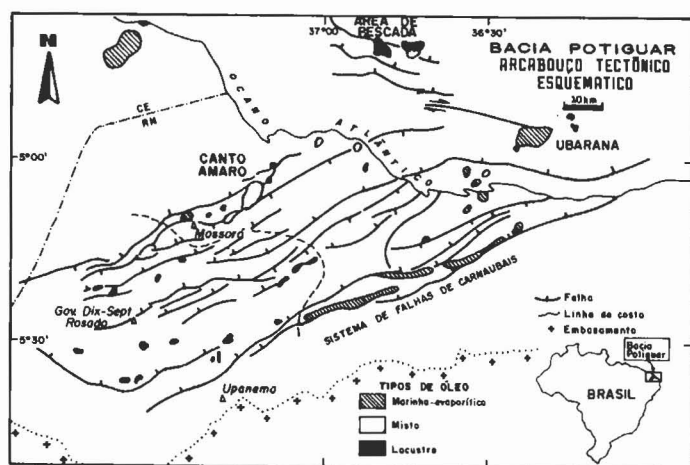


Fig. 2 - Distribuição geográfica dos óleos na Bacia Potiguar (Santos Neto *et al.* 1990).

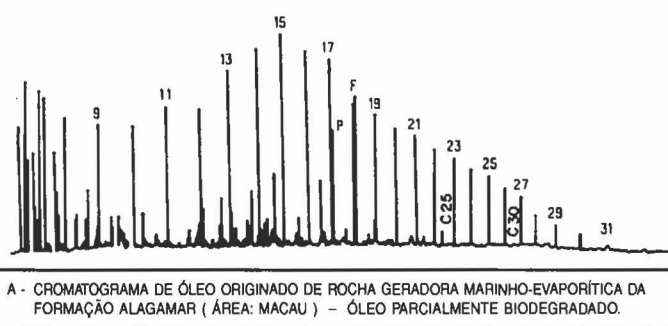
Fig. 2 - Geographic distribution of oils in the Potiguar Basin (Santos Neto *et al.* 1990).

Rodrigues, Palmeira, Fazenda Pocinho e Guamaré; fig. 2), a localização preferencial se dá ao longo do Sistema de Falhas de Carnaubais e Alto de Macau (Santos Neto, *op. cit.*).

A ocorrência dos óleos mistos na Bacia Potiguar é reconhecida nas porções emersa e submersa. Na primeira, são encontrados nos campos situados ao longo da linha de charneira de Areia Branca (Canto do Amaro, Mossoró, Cajazeira, Alto da Pedra, Salina Vermelha, Redonda). Na plataforma continental, nos campos de Ubarana, Aratum e áreas próximas ao Alto de Macau (poços RNS-36 e RNS-43); (Rodrigues *et al.* 1983; Santos Neto *et al.* 1984; fig. 2).

Tanto os óleos mistos como os evaporíticos ocorrem em concordância com o arcabouço estrutural da Bacia Potiguar, com acumulações ao longo dos grandes alinhamentos estruturais de direção NE/SE (Mello *et al.* 1984 e Santos Neto *et al.* 1990; fig. 2).

Outro aspecto geoquímico importante é que ambos os tipos de óleos apresentam biodegradação, podendo ser



A - CROMATOGRAMA DE ÓLEO ORIGINADO DE ROCHA GERADORA MARINHO-EVAPORÍTICA DA FORMAÇÃO ALAGAMAR (ÁREA: MACAU) - ÓLEO PARCIALMENTE BIODEGRADADO.



B - CROMATOGRAMA DE ÓLEO MARINHO-EVAPORÍTICO (FORMAÇÃO AÇU) COM BIODEGRADAÇÃO AVANÇADA (ÁREA: FAZENDA POCINHO).

Fig. 3 - Cromatogramas dos óleos da Bacia Potiguar em diferentes níveis de biodegradação.

Fig. 3 - Oils chromatograms from Potiguar Basin with several levels of biodegradation.

marítima de Pescada (fig. 1). Inclui-se, ainda, o Campo de Aratum que, apesar de estar geograficamente situado na porção submersa contígua ao Campo de Macau, é geologicamente inserido na área Alto de Macau. Nesse campo, é reconhecida a presença de água sulfurosa junto aos reservatórios arenosos da Formação Açú. Os campos que apresentam H₂S têm características geológicas análogas brevemente comentadas a seguir.

5.1 - Campo de Canto do Amaro

A presença de H₂S neste campo é comprovada por meio das análises feitas pelo Setor de Segurança Industrial

da RPNS da PETROBRAS no óleo produzido nas unidades Açú 3 e 4. Os teores variam de 200 ppm a 3 600 ppm de H_2S .

As características geoquímicas dos óleos presentes na unidade Açú 4, quando comparadas aos demais óleos nos campos de Canto do Amaro e Fazenda Pocinho, revelam o maior grau de biodegradação (Rodrigues, 1989; fig. 3b), bem como os mais expressivos teores de H_2S (1 200 ppm a 3 600 ppm).

Estudos de hidrodinâmica e evidências físicas de contatos óleo/água inclinados neste, e em vários campos da bacia, comprovam a franca movimentação das águas

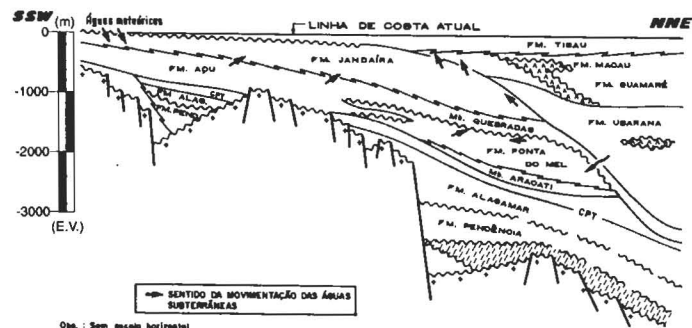


Fig. 4 - Circulação de águas subterrâneas na Bacia Potiguar (Souza, 1984).

Fig. 4 - Underground water circulation in the Potiguar Basin (Souza, 1984).

subterrâneas na Formação Açú (Santos *et al.* 1990; fig. 4). A infiltração de água meteórica se dá das bordas para o centro da bacia, a partir das áreas de recarga correspondentes a afloramentos da Formação Açú; nas bordas sul e oeste da bacia, ou mesmo através dos carbonatos sobrejacentes, corroborando a disponibilidade de sulfatos na área, apesar de as águas de formação exibirem baixos teores desse ânion (fig. 5). No município de Dix-sept Rosado (Sudoeste do Campo de Canto do Amaro) houve exploração comercial de mina de gipsita na porção inferior da Formação Jandaíra.

Estudos efetuados pelo Setor de Equipamentos da RPNS da PETROBRAS sobre corrosão em colunas de injeção de água e produção em poços deste campo revelam a existência de bactérias redutoras de sulfato nos produtos de corrosão (PETROBRAS/DEPER/DPBP, 1991).

5.2 - Área do Alto de Macau

A presença de H_2S associado a óleo em Macau (fig. 1) é reconhecida somente na Formação Açú. O poço 7-MA-21-RN foi o único completado nos reservatórios arenosos dessa unidade, denominados de "Qb-2a", produzindo óleo com teores de gás sulfídrico de até

2 000 ppm, sendo equipado de acordo com as normas de segurança.

Os estudos de hidrodinâmica para essa área indicam a existência de um alto potenciométrico causado, possivelmente, por fluxo descendente de água (fig. 4). Esse processo favorece modificações nas condições originais dos óleos presentes nos reservatórios por meio da ação das bactérias redutoras de sulfato.

Análises geoquímicas feitas pelo Centro de Pesquisas da PETROBRAS (CENPES) confirmam que os óleos na área de Macau são do tipo marinho-evaporíticos, apresentando, em média, teores de enxofre da ordem de 0,5%, elevados para a média dos óleos brasileiros (Santos Neto *et al.* 1990; fig. 3a).

O prolongamento N/NW do Campo de Macau foi alvo de prospectos exploratórios em poços perfurados na sua porção submersa. Os poços de extensão 3-RNS-72, 3-RNS-74 e 3-RNS-106 produziram óleo parcialmente biodegradado associado a água sulfurosa, com teores de H_2S variando de 30 ppm a 300 ppm nos arenitos da Formação Açú.

Dentro do contexto do Campo de Macau, são englobados os campos de Salina Cristal e Conceição, por suas semelhanças geológicas (fig. 1). A presença de H_2S nestes campos é reconhecida nas zonas Qb e D da Formação Açú. O poço pioneiro 1-SCR-02-RN produziu nos reservatórios da Formação Açú - Qb, óleo biodegradado, sendo reportada uma concentração de 250 ppm de H_2S (fig. 6a). Durante reintervenção no poço 7-SCR-05-RN houve produção de óleo degradado e H_2S com teores de 2000 ppm na zona D. O mesmo ocorreu no poço 3-CN-06-RN, entretanto sem medição no teor de H_2S (fig. 6b). Os contatos óleo/água estão próximos aos intervalos produtores. É nessa interface que, normalmente, ocorrem os processos de biodegradação e, em condições favoráveis, geração de gás sulfídrico (Justo Camejo, 1990, informação verbal).

5.3 - Campos ao Longo do Sistema de Falhas de Carnaubais

Os campos produtores de óleo e gás de Estreito, Rio Panon, Alto do Rodrigues, Monte Alegre, São Pedro, Palmeira, Fazenda Pocinho e Guamaré estão geologicamente localizados ao longo do Sistema de Falhas de Carnaubais, na porção Nordeste da Bacia Potiguar emersa (fig. 1).

A Formação Açú nesses campos constitui, igualmente, importante aquífero de água doce. Souza *et al.* (1984) reconhecem que o Bloco Alto da Falha de Carnaubais e a área do Alto de Macau são duas das principais calhas potenciométricas, coletoras de hidrocarbonetos, cuja influência da circulação de água é confirmada pela ocorrência de óleo biodegradado e de contatos óleo/água inclinados nas direções do fluxo hidrodinâmico.

ÁREA: CANTO DO AMARO

mg / l

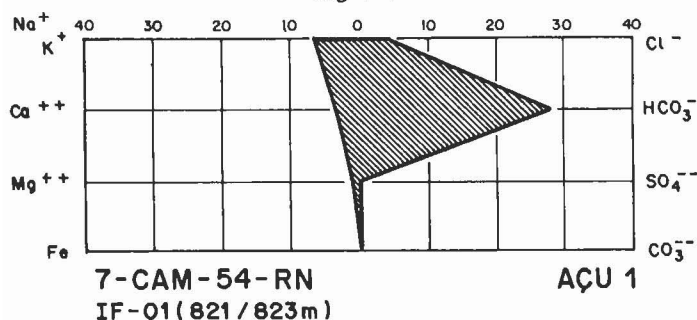


Fig. 5 - Diagrama de Stiff para águas recuperadas na Bacia Potiguar (Santos *et al.* 1990).

Fig. 5 - Stiff diagram of recovered water in Potiguar Basin (Santos *et al.* 1990).

No Campo petrolífero de Fazenda Pocinho / Palmeira (fig. 1), em 75 dos 100 poços analisados são reportados teores díspares de H_2S . Análises feitas pelo laboratório da RPNS da PETROBRAS confirmam a presença de colônias de bactérias redutoras de sulfato nos óleos produzidos nos reservatórios arenosos da Formação Açú. No Campo de Palmeira foi identificado H_2S nesses reservatórios, em 42 poços. A zona produtora está imediatamente acima do contato óleo/água. Não se dispõe de quantificação dos teores detectados (Castro, 1991).

No Campo de Estreito (fig. 1), foram feitas medições dos teores de gás sulfídrico, variando de 5 ppm ao valor máximo de 200 ppm. A zona I da Formação Açú é a principal produtora, estando próxima do contato óleo/água, e o óleo presente se encontra parcialmente biodegradado corroborando que, nessa interface, prevalecem as melhores condições de alteração dos óleo (Castro, 1991).

No Campo de Rio Panon, contíguo ao de Estreito, 23 poços produtores apresentaram evidências de gás sulfídrico associado a óleo na Formação Açú que, entretanto, necessitam ser quantificados. A exemplo do Campo de Estreito, o óleo é produzido na zona I da Formação Açú, e apresenta características de biodegradação. O H_2S ocorre nas proximidades do contato óleo/água (Castro *op. cit.*), onde a ação das bactérias redutoras de sulfato é mais atuante.

No Campo de Monte Alegre (fig. 1) foi confirmada a ocorrência de H_2S no poço 3-MAG-7-RN, por meio de testes de produção, nas zonas II e III da Formação Açú (214 ppm de H_2S , em média). Os óleos estão parcialmente degradados, e as zonas produtoras estão imediatamente acima dos contatos óleo/água.

No Campo de Guamaré (fig. 1) foi constatada a presença de gás sulfídrico associado a óleo na maioria dos 46 poços produtores. Os reservatórios pertencem a Formação Açú (Zona II), mostrando as mesmas

características de biodegradação dos óleos recuperados, e presença bem definida do contato óleo/água. Neste campo, a exemplo do Campo de Fazenda Pocinho, o laboratório da RPNS identificou colônias de bactérias redutoras de sulfato nos óleos produzidos. A temperatura média dos reservatórios arenosos da Formação Açú nesse campos é de 115 °F.

5.4 - Graben de Apodi

Nessa feição estrutural, situada no extremo Sudoeste da Bacia Potiguar emersa, não se tem registro da presença de H_2S nos poços dos campos de petróleo presentes. Recentemente, entretanto, o Distrito de Perfuração da Bacia Potiguar constatou que na área de Poço Xavier (fig. 1) ocorreu significativa incidência de furos em tubos de perfuração durante as operações de perfuração, causados por corrosão sob fadiga (PETROBRAS/DEPER/DPBP, 1991; foto 1).

Ressalte-se que o Graben de Apodi apresenta similaridades geológicas com as áreas de Canto do Amaro e Carnaubais, sendo reconhecido como importante área de recarga meteórica da bacia (Fernando Fontes, 1991, informação verbal).

5.5 - Campo de Aratum

Em Aratum (fig. 1), não foi detectada a presença de H_2S nas análises do petróleo produzido, à exceção do poço 1-RNS-43 que, em teste de formação (intervalo 1 026m / 1 043m - Formação Açú, Zona II), recuperou água sulfurosa com salinidade de 6 600 ppm da NaCl associada a óleo degradado. O contato óleo/água foi englobado pelo intervalo do teste. A temperatura extrapolada para o campo não excede a 162 °F.

5.6 - Área de Pescada

A área do Campo de Pescada (fig. 1) desperta grande preocupação econômica e operacional por apresentar relativa frequência na ocorrência de H_2S .

A correlação geoquímica entre os hidrocarbonetos recuperados no poço 1-RNS-27 e os extratos de rochas geradoras evidenciam que sua geração é proveniente dos folhelhos da Formação Pendência (Mello *et al.* 1984). A presença de n-parafinas (C19-C25) e pristano/fitano igual a 1,8 caracterizam o óleo como gerado em ambiente continental, apesar de apresentar maior enriquecimento nas n-parafinas de menor peso molecular e empobrecimento dos triterpanos. A cromatografia líquida para o óleo do poço 1-RNS-27 mostra baixos valores de resinas e asfaltenos (em torno de 10%), aromáticos na ordem de 20% e, o restante, parafinas. Esses dados corroboram a pouca

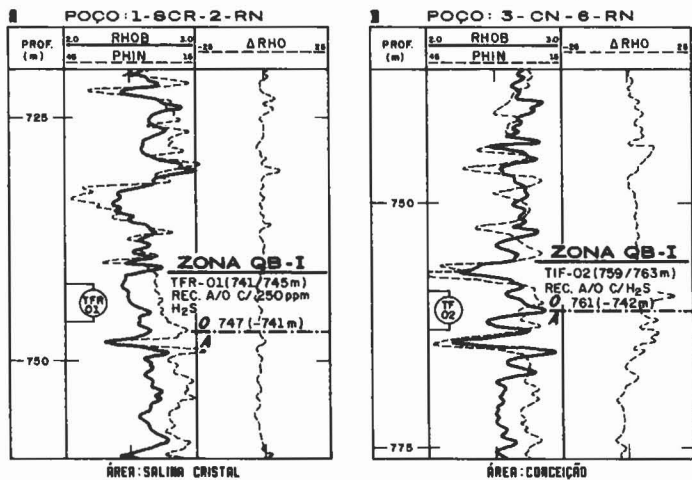


Fig. 6 - Ocorrência de H₂S associado com óleo no contato óleo/água. a) área Salina Cristal; b) área Conceição.

Fig. 6 - H₂S occurrence associated with oil in OW contact.

disponibilidade de compostos sulfurosos na rocha geradora (Mello, *op.cit.*).

Adjacente à área de Pescada encontram-se acumulações de petróleo nos poços 3-RNS-33 ao norte e 1-RNS-89A a leste (Campo de Arabaiana) (fig. 1). A origem dos óleos presentes na Formação Alagamar, em ambos os poços, é admitida como tanto dos folhelhos Pendência quanto dos folhelhos da Formação Alagamar (Membro Upanema) (Porsche e Preda, 1987). A cromatografia líquida dos extratos nesses poços mostra altos valores dos componentes pesados (responsáveis por compostos sulfurosos) da ordem de 19% de resinas e asfaltenos, aromáticos de 15% e parafinas em torno de 66% (Mello, *op. cit.*; fig 10). Logo, as áreas contíguas a Norte e a Leste de Pescada são favoráveis à presença de baixos teores de H₂S, associado a hidrocarbonetos.

Os poços do Campo de Arabaiana, 1-RNS-89A e 3-RNS-120, produziram, em testes de formação, petróleo com teores médios de H₂S de 35 ppm e 18 ppm nas formações Alagamar e Pendência, respectivamente. No poço 3-RNS-33 o intervalo 2 844m/2 851m (Formação Alagamar) apresentou óleo sem H₂S. A Sudoeste de Pescada, o poço pioneiro 1-RNS-93 registrou 13 ppm de H₂S no intervalo 3 681m/3 688m (Formação Alagamar). Análises feitas pelo laboratório da RPNS comprovaram que, nessa área, os óleos recuperados apresentam baixas concentrações de enxofre (0,1% a 0,01% em peso).

Nos campos marítimos de Ubarana e Agulha, produtores de óleo e gás, situados, em média, a 55 km na direção Sudeste da área de Pescada (fig. 1) o H₂S é inexistente ou se manifesta com teores desprezíveis. Nestes campos, a matéria orgânica que compõe a rocha geradora apresenta teores de enxofre inferiores a 1% em sua composição (in: Castro, 1990). A evolução diagenética proposta para os campos de Ubarana e Agulha suporta

que as freqüentes concreções de pirita presentes como cimento nos arenitos – reservatório podem estar relacionadas à migração de óleo (in: Castro *op. cit.*; foto 2). A quantidade do íon ferro presente, tanto nos folhelhos geradores como nos reservatórios, seriam excelentes removedores de H₂S no caminho da migração dos hidrocarbonetos contendo esse gás ácido associado, influenciando diretamente no volume do H₂S acumulado.

6 - ESTUDO DA GERAÇÃO DO H₂S DA BACIA POTIGUAR

Os mecanismos formadores de gás sulfídrico na Bacia Potiguar, à luz dos dados disponíveis, são distintos para os campos de Pescada e os demais campos da bacia que contém H₂S.

Para os campos terrestres a geração preconizada, em termos de cronologia de eventos, correspondente às seguintes etapas:

- geração e migração dos óleos marinho-evaporíticos da plataforma continental para os reservatórios da Formação Açú, através de um sistema de fraturas ou descontinuidades estratigráficas;
- ingresso de águas meteóricas nos reservatórios da Formação Açú, aflorante em determinados pontos da bacia, carreando bactérias aeróbicas e anaeróbicas, nutrientes e ânions sulfato/carbonato presentes na Formação Jandaíra;
- alteração dos óleos presentes nos reservatórios da Formação Açú pelos processos de *water washing* e, principalmente, degradação bacteriológica pela grande circulação de águas meteóricas em ambientes oxidantes. Numa outra fase, onde prevaleceram condições redutoras (ambientes anaeróbicos), houve geração de H₂S através das bactérias redutoras de sulfato, identificadas por análises laboratoriais. Todos esses processos ocorreram próximo ao contato óleo/água (fig. 7).

Para a área de Pescada, os compostos sulfurosos presentes na matéria orgânica dos folhelhos geradores da Formação Pendência – apesar de quantidades relativamente pequenas – submetidos a maturação termal, foram os responsáveis pelas baixas concentrações de H₂S constatadas. Processo, conseqüentemente, intrínseco à própria rocha (Castro *op. cit.*; fig. 8). A temperatura é o fator catalítico responsável pelo craqueamento térmico normal da matéria orgânica com valores no *range* de 190 °F a 300 °F e pelas reações entre hidrocarbonetos e enxofre (Orr, *op. cit.*). A Bacia Potiguar submersa apresenta um padrão de gradiente geotérmico bem definido – valores médios de 33°C/km, caracterizando-a como a mais quente dentre as bacias sedimentares brasileiras (Souto Filho e Penna Filho, 1984; fig. 9).

7 - IMPLICAÇÕES OPERACIONAIS E ECONÔMICAS

A ocorrência de gás sulfídrico nos campos de petróleo é reconhecida como problemática e preocupante, exigindo, conseqüentemente, vultosos investimentos. Seu alto grau de toxicidade (0,06% em volume, morte em 30 mim) faz com que as pessoas que trabalhem em locais onde possa haver contaminação por H_2S tenham conhecimento prévio de suas propriedades e treinamentos específicos.

A definição de uma área portadora de H_2S é crucial para o planejamento de qualquer companhia petrolífera. Os custos com aluguel de equipamentos especiais de perfuração, compra de tubos de revestimentos resistentes a H_2S , colunas de perfuração e colunas de produção adequadas, representam uma elevação significativa. O fluido de perfuração passa a exigir acompanhamento especial para a prevenção ou neutralização dos efeitos do H_2S , com a adição de "seqüestradores". Em áreas remotas, há necessidade de transporte adicional dos equipamentos e materiais especiais, causando elevação dos custos.

O gás sulfídrico, quando dissolvido em água, é um ácido fraco, sendo corrosivo por servir como fonte de íons hidrogênio no processo. O sulfeto de ferro produzido na reação com equipamentos metálicos adere à superfície do aço na forma de um depósito preto, que tende a causar corrosão acelerada por ser catódico em relação ao aço (PETROBRAS/DEPER, 1990).

No caso do H_2S ser gerado por bactérias redutoras de sulfato, a literatura cita que, de modo geral, os problemas de corrosão podem ser acentuados pois as colônias tendem a crescer na ausência de oxigênio, convertendo os íons sulfato disponíveis em H_2S (PETROBRAS/DEPER, *op. cit.*; Bayley, 1977). Em alguns campos da Bacia Potiguar emersa algumas dessas colônias de bactérias foram identificadas.

Durante a produção, em se tratando de óleo pesado, esses microorganismos redutores de sulfato poderão acarretar a precipitação de asfaltenos ou parafinas, limitando ou até mesmo obliterando a garganta do poro e formando um reboco de óleo (*oil-cake*) na formação, agravando-se em direção ao poço (Carrasco, 1986).

Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica executados pela PETROBRAS para o futuro aproveitamento comercial da área de Pescada, na Bacia Potiguar submersa, mostram que a produção de óleo volátil, condensado, gás associado e gás não-associado é técnica e economicamente viável. Sua exploração, entretanto, depara com um obstáculo: a constatação da presença de H_2S e CO_2 em alguns poços. Esses gases ácidos, a partir de determinadas concentrações, que são função da pressão parcial do gás e da presença de água, corroem sobremaneira os equipamentos de completação, sendo necessário fabricá-los com material especial, de aço inoxidável, com custos, em média, cinco vezes superior aos materiais comuns. Desde 1985, os poços terrestres são equipados com revestimentos do tipo K-55, resistentes a

H_2S nas condições de pressão e temperatura desses campos.

Em áreas com H_2S , a PETROBRAS utiliza a norma de segurança NACE MR-01-075 (National Association of Corrosion Engineers – Material Requirements Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment), que trata da especificação de materiais metálicos relacionados à corrosão sob tensão ou fissuração induzida pela pressão de hidrogênio, tanto em sistemas gasosos como multifásicos.

Os teores de H_2S obtidos em testes de formação nos poços de Pescada e áreas próximas em sua maioria não são confiáveis, uma vez que foram medidos a partir do condensado ou petróleo, e as medições não foram feitas no local. Quando as análises foram realizadas *in loco* utilizou-se, via de regra, equipamento qualitativo. Raramente as medidas foram feitas pelos métodos Iodométrico (IOD) ou ITT-Barton, mais confiáveis. É fundamental que se disponha de amostragens e análises seguras que subsidiem estudos conclusivos sobre os reais danos aos equipamentos, antecedendo a exploração do campo.

Na parte emersa da Bacia Potiguar, a maioria dos

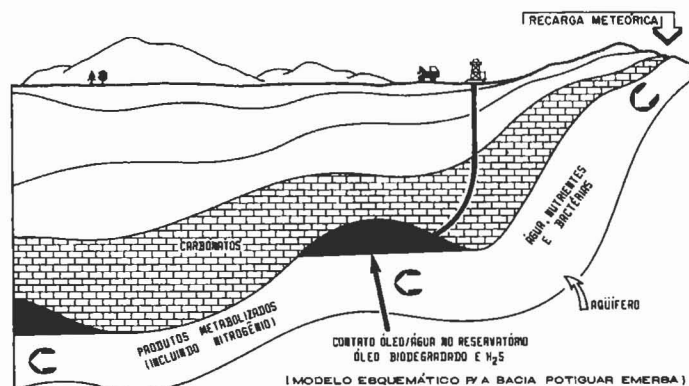


Fig. 7 - Geração de H_2S proposta para a Bacia Potiguar emersa (Castro, 1991).

Fig. 7 - Proposed H_2S origin for the onshore Potiguar Basin (Castro, 1991).

campos de óleo e/ou gás produzem nas zonas onde não há associação de H_2S . O oposto ocorreu com os poços 7-MA-19-RN, 7-MA-21-RN e 7-FP-123-RN. Nestes poços, apesar de terem sido completados obedecendo às normas de segurança, sua produção de óleo está suspensa em decorrência dos elevados teores de gás sulfídrico produzidos, evitando-se, entre outras coisas, a contaminação dos demais óleos produzidos nos poços adjacentes.

8 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As interpretações e conclusões aqui apresentadas estão suportadas pela integração dos dados disponíveis ao estudo do comportamento geoquímico da Bacia Potiguar.

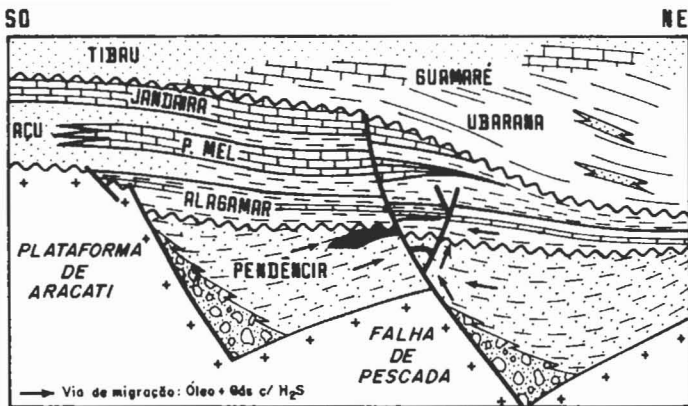


Fig. 8 - Geração de H₂S proposta para a área de Pescada, Bacia Potiguar submersa (modificado de Bertani et al. 1989).
 Fig. 8 - Proposed H₂S origin for the Pescada area, offshore Potiguar Basin (modified from Bertani et al. 1989).

Os resultados apresentados têm caráter preliminar e não esgotam a discussão sobre o tema.

A geração de H₂S na porção submersa da Bacia Potiguar é atribuída como conseqüência da decomposição termal dos compostos sulfurosos presentes na matéria orgânica dos folhelhos da Formação Pendência, responsáveis pela acumulação de petróleo na área de Pescada, cujas análises dos óleos recuperados não revelam teores superiores a 50 ppm de H₂S. Esses teores são preocupantes por estarem confinados em reservatórios profundos, submetidos a pressões superiores a 3 000 psi. Essas condições são favoráveis à corrosão sob tensão nos equipamentos.

A geração de gás sulfídrico da porção emersa da bacia para as áreas geológicas situadas nas bordas N/NE (Canto

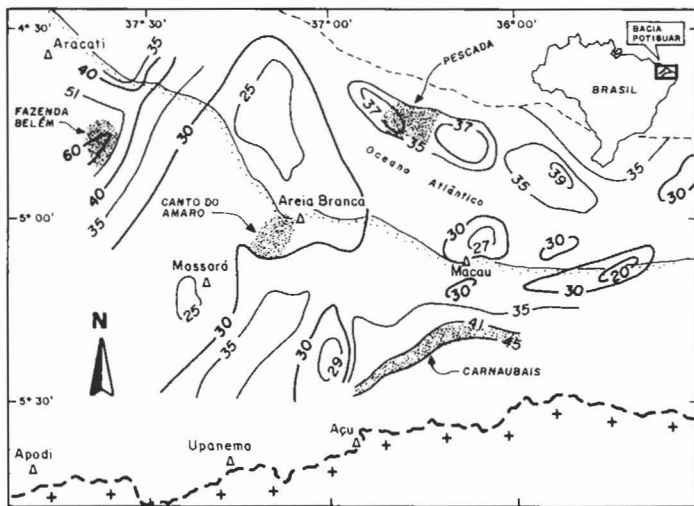


Fig. 9 - Mapa de gradiente geotérmico médio, em °C/km, da Bacia Potiguar (Souto Filho e Penna Filho, 1984).
 Fig. 9 - Average geothermal gradient map in °C/km, of the Potiguar Basin (Souto Filho and Penna Filho, 1984).

do Amaro) e SE (Carnaubais e Alto de Macau) é interpretada como resultado da alteração dos óleos nos reservatórios arenosos da Formação Açu, relacionada à ação de bactérias aeróbicas e redutoras de sulfatos, que biodegradam os óleos e geram H₂S, respectivamente. Essas bactérias ingressaram nesses reservatórios, principalmente, via água meteórica, encontrando nos corpos arenosos condições favoráveis à proliferação: água, nutrientes, baixas temperaturas e hidrocarbonetos (fig. 7).

Nos demais campos da porção emersa, principalmente os situados ao longo da calha central da bacia, observa-se que as condições geológicas e os

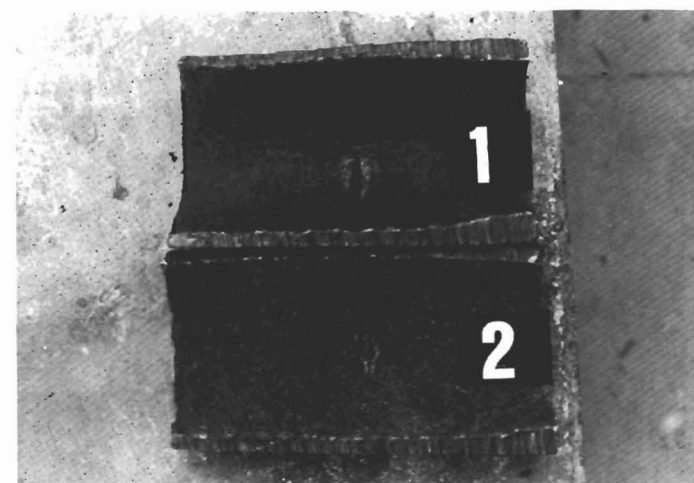


Foto 1 - Superfície interna dos tubos de perfuração na área de Poço Xavier (Graben de Apodi - Bacia Potiguar emersa). Os pontos escuros são característicos de reação do aço com H₂S.
 Photo 1 - Internal surface of drill pipes in the Xavier Well area. The black dots are characteristic of H₂S reaction with the steel.

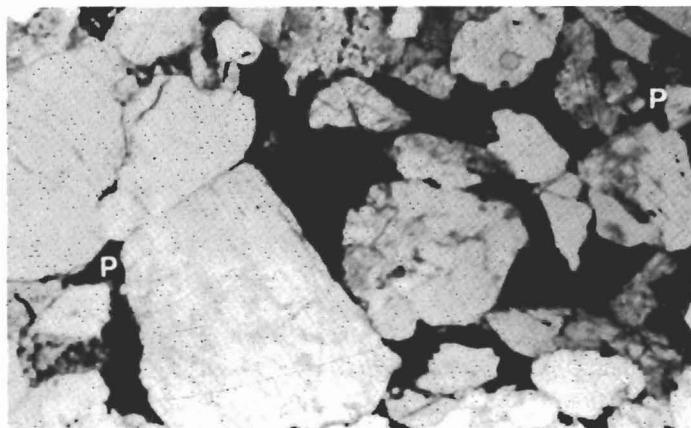


Foto 2 - Cimentação por pirita (FeS₂) nos arenitos grosseiros da Formação Alagamar, Campo de Ubarana, provavelmente relacionado a migração de óleo (poço 3-UB-25-RN, prof. 2 495m). P = poros limpos.
 Photo 2 - Pyrite cement in coarse sandstone of the Alagamar Formation, Ubarana field, probable related to oil migration (well 3-UB-25-RN, 2,495m deep). P = clean porous.

prospectos de interesse para petróleo diferem sobremaneira do reportado neste trabalho. A ausência, até o momento, de dados sobre a ocorrência de H₂S nesses campos suporta que caso venha a ser constatado, os processos para sua geração deverão ser investigados por meio de estudos complementares.

Recomenda-se que haja maior preocupação nas análises dos teores de H₂S para todos os testes de formação da bacia, utilizando-se, doravante, métodos quantitativos precisos, de modo a compor um acervo confiável dos dados, favorecendo efetivo monitoramento dos danos causados, principalmente sobre corrosão. As águas utilizadas para injeção em alguns reservatórios de determinados campos produtores de petróleo devem ter um rígido controle físico-químico-bacteriológico, a fim de se evitar a entrada de bactérias anaeróbicas e teores de sulfatos significativos que venham a causar a geração de gás sulfídrico e comprometer a produção do campo. Em áreas rasas, reconhecidamente portadoras de H₂S, torna-se importante efetuar análises detalhadas das águas sulfurosas presentes, visando, entre outras coisas, a identificação do tipo de bactéria existente para estudos de possível proliferação de suas colônias na prevenção ao dano de formação.

A formação de técnicos da PETROBRAS nas áreas de Exploração, Perfuração, Produção e Pesquisa que se detenham ao contínuo estudo do entendimento da presença de gás sulfídrico e suas implicações nas bacias sedimentares brasileiras, poderá subsidiar o desenvolvimento de tecnologia própria na área de controle de corrosão, contribuindo decisivamente na otimização dos recursos econômicos empregados pela Companhia.

AGRADECIMENTOS

Ao corpo técnico-gerencial do Distrito de Exploração de Bacia Potiguar (DEBAR) da PETROBRAS, pela oportunidade oferecida de externar idéias expostas no artigo; ao geólogo Ronaldo Lindenmeyer, demais geólogos, engenheiros de perfuração e produção, técnicos de geologia, inspetores de segurança industrial e aos desenhistas da EXPROPER no Nordeste Setentrional, que contribuíram em várias fases do artigo; ao geólogo Eugênio Vaz dos Santos Neto, demais geólogos do Setor de Geoquímica da Divisão de Exploração do CENPES e aos geólogos Dr. Dirceu Abraão e Msc. Mônica Rebelo Rodrigues, pela valiosa revisão e sugestões que em muito aperfeiçoaram a versão original.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AKSTINAT, M. H. Gas evolution and change of oil composition during steam flooding of oil reservoirs. *Journal of Petroleum Geology*, Beaconsfield, v. 4, n. 5, p. 368-388, 1983.
- BACTÉRIA in oil field: bad news, good news. *The Technical Review*, Ridgefield, v. 37, n. 1, p. 48-53, Jan. 1989.
- BAILEY, N. J. L. Hydrocarbon and hydrogen sulphide generation in diagenesis and by thermal maturation. In: OIL & ORE IN SEDIMENTS FORUM, 1977, London. *Proceedings...* London: Imperial College, 1977. p. 93-108.
- BAILEY, N. J. L. *et al.* Alteration of crude oil by waters and bacteria: evidence from geochemical and isotopic studies. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Tulsa, v. 57, n. 7, p. 1276-1290, 1980.
- BERTANI, R. T., COSTA, J. G., MATOS, R. M. D. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e *habitat* do petróleo na Bacia Potiguar. In: PETROBRAS. *Origem e Evolução das Bacias Sedimentares*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/SEDES, 1990.
- BOCKMEULEN, H., BARKER, C., DICKEY, P. A. Geology and geochemistry of crude oils, Bolivar coastal fields, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Tulsa, v. 67, n. 2, p. 242-270, 1973.
- CARRASCO, B. N. Presença de microorganismos em reservatórios de petróleo. In: SEMINÁRIO DE PREVENÇÃO DE DANO DE FORMAÇÃO, 1., 1986, Aracaju. [*Trabalhos técnicos...*]. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES, 1986, v. 1, p. 1-4.
- CASTRO, L. O. C. O., SILVA, O. B. Gás sulfídrico associado aos hidrocarbonetos na Bacia do Solimões : ocorrência, modelo geológico e implicações. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 35., 1988, Belém. *Anais...* Belém: Sociedade Brasileira de Geologia, 1988. v. 6, p. 2472-2486.
- CASTRO, L. O. C. O. *Gás sulfídrico na Bacia Potiguar submersa: ocorrências e implicações*. Natal: PETROBRAS. DEPEX. DEBAR, 1990. 30 f. (Relatório interno).
- CASTRO, L. O. C. O. *Fatores controladores da ocorrência de gás sulfídrico na porção emersa da Bacia Potiguar e suas implicações*. Natal: PETROBRAS. DEPEX. DEBAR, 1991. 34 f. (Relatório interno).
- CASTRO, L. O. C. O. Fatores controladores de H₂S na Bacia Potiguar - NE do Brasil, e suas implicações. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE OPERAÇÕES GEOLÓGICAS, 3., 1991, Cabo Frio. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX. DIGEO, 1991, v. 2, p. 650-669.
- CASTRO, L. O. C. O. *Gás sulfídrico no Campo Salina Cristal (Bacia Potiguar emersa)*. Natal: PETROBRAS. DEPEX. DEBAR, 1991. (Relatório interno).

- FERREIRA, J. C. *Hidrodinâmica: notas de aula* (curso de formação profissional PGDPE). Salvador: PETROBRAS. DEPEX, 1990.
- LE TRAN, K. Problems relative of the formation of hydrocarbon and hydrogen sulfide from South-West Aquitaine Basin, France. In: INTERNATIONAL MEETING ON ORGANIC GEOCHEMISTRY, 6., 1973, Rueil-Malmaison. *Advances in Organic Geochemistry*. 1973. Paris: Technip, 1973, p. 761-789.
- LIMA NETO, F. F. *et al.* Atualização do estudo hidrodinâmico da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36., 1990, Natal. *Anais...* Natal: Sociedade Brasileira de Geologia, 1990, v. 2, p.1031-1036.
- MATOS, M. R. D. *et al.* O Rifte Potiguar: gênese, preenchimento e acumulações de hidrocarbonetos. Natal: PETROBRAS. DEPEX. DEBAR, 1987. 37 f. (Relatório interno).
- MELLO, M. R. *et al.* Avaliação geoquímica da plataforma continental da Bacia Potiguar. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX, 1984. 98 p. (Relatório interno).
- MELLO, M. R. *et al.* Geochemical and biological marker assessment of depositional environments using Brazilian offshore oils. *Marine and Petroleum Geology*, Guildford, v. 5, p. 205-225, 1988.
- ORR, W. L. Geologic and geochemical controls on the distribution of hydrogen sulfide in natural gas. In: ADVANCES IN ORGANIC GEOCHEMISTRY, 1975. Madrid: Empresa Nacional Adaro de Investigaciones Mineras, 1977, p. 571-597.
- PORSCHÉ, E., PREDA, W. N. *GT Pescada, geologia*. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX, 1987 (Relatório interno).
- POSTGATE, J. Sulfate reduction microbial. In: FAIRBRIDGE, Rhodes W. *The Encyclopedia of Geochemistry and Environmental Sciences*. New York: Van Nostrand Reinhold Company, 1972, p.1127-1129.
- PREDA, W. N. *Campo de Aratum, Bacia Potiguar. Estágio atual de desenvolvimento*. Natal: PETROBRAS. DEBAR. DINTER, 1989. 5 p. (Relatório interno).
- RODRIGUES, R., FRANÇOLIM, J. B., LIMA, P. M. *Avaliação geoquímica preliminar da Bacia Potiguar terrestre*. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX. CENPES. 1983. 67 f. (Relatório interno).
- RODRIGUES, R. *Estudo geoquímico de óleos do Campo de Canto do Amaro, Bacia Potiguar*. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX, 1989. 38 f (Relatório interno).
- SANTOS, M. B. dos, TEIXEIRA, J. E. M., WAICK, R. N. A importância da hidrodinâmica no Campo de Canto do Amaro – Alto da Pedra. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 4., 1990, Natal. *Anais...* Natal: PETROBRAS. DEPEX. SEIDER, 1990, p. 279-285.
- SANTOS NETO, E. V. dos, MELLO, M. R., RODRIGUES, R. *Nova proposta exploratória para a Bacia Potiguar, baseada em estudos geoquímicos*. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX, 1989. 6 f (Relatório interno).
- SANTOS NETO, E. V. dos, MELLO, M. R., RODRIGUES, R. Caracterização geoquímica dos óleos na Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36., 1990, Natal. *Anais...* Natal: Sociedade Brasileira de Geologia, 1990, v. 2, p. 974-978.
- SOUZA, O. R., SOUTO FILHO, J. de., LIMA NETO, F. F. Acumulações de petróleo sob condições hidrodinâmicas na Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33., 1984, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 1984, p.1395-1409.
- TEIXEIRA, A. B. R., PAULA, A. L. de, FARIAS, P. R. C. de. Relação entre sistemas deposicionais e geologia de reservatório no Campo de Canto do Amaro, Bacia Potiguar emersa. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 4., 1990. Natal. *Anais...* Natal: PETROBRAS. DEPEX. SEIDER, 1990, p. 251-258.
- TISSOT, B. P., WELTE, D. H. *Petroleum formation and occurrence*. 2. ed. Heidelberg: Springer-Verlag, 1984. 669 p.
- VIANA, A. R. Geologia e geoquímica do sulfeto de hidrogênio. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE OPERAÇÕES GEOLÓGICAS, 2., 1988, Salvador. *Anais...* Salvador: PETROBRAS. DEPEX. DIGEO, 1988, v. 2, p. 184-193.
- WILLIAMS, A., WINTERS, J. D. Microbial alteration of crude oil in the reservoir. In: SYMPOSIUM ON PETROLEUM TRANSFORMATION IN GEOLOGICAL ENVIRONMENTS, 1969, New York, [proceedings...] [S.n.: S.], 1969, paper pet. 86, E-22/E-31.
- ZOBEL, C. E. *Organic geochemistry of sulfur*. Oxford: Pergamon, 1963, p. 543-577.

EXPANDED ABSTRACT

The definition of geologic areas bearing hydrogen sulfide gas is recognized as problematic and expensive, requiring the oil industry to properly specify that its drilling and production equipment be resistant to corrosion.

In the Potiguar Basin, Northeast Brazil, the presence of hydrogen sulfide gas is known in eight onshore fields of a total of 41 productive fields, and in the offshore wells of the Pescada area. The present study has as its objective to contribute for the understanding of the processes generating this acid gas, and thus allow that the development of the fields be done in the most economic and safe manner.

To carry out this study the method employed included a bibliographic survey, cataloguing the H₂S occurrences in the Potiguar Basin, physical-chemical analyses of the formation waters, interpretation of the chromatographic and geochemical analyses, as well as of the fragmentgrams made at the Research and Development Center of PETROBRAS (CENPES) for the oil recovered in the basin, and the map of H₂S occurrences.

The most important occurrences of H₂S in the Potiguar Basin are situated at the Canto do Amaro, Conceição, Estreito, Fazenda Pocinho/Palmeira, Guamaré, Macau, Monte Alegre e Salina Cristal onshore fields, with grades of up to 6,000 ppm. The hydrogen sulfide gas, here, is associated with oil present in sand reservoirs showing great lateral continuity being spatially situated in the Açu Formation (Albian) at depths of less than 1,000 m, under low temperature and pressure conditions.

At the structural feature known as Graben de Apodi there was recent reporting of a significant incidence of wash outs in the drilling rods probably related to H₂S corrosion.

The hydrogen gas is also present in the Pescada area, in reservoirs at depths above 3,200 m, situated in the Pendência e Alagamar formations that even with grades not over 50 ppm, causes an operational hazard due to the corrosive action since it is confined to a high pressure domain.

In the onshore fields the geological model proposed suggests that the hydrogen sulfide gas is not related to the source rock, having been formed after the oil had accumulated in the Açu Formation reservoirs by the metabolic action of the sulfate reducing bacteria, in an anaerobic environment, on the hydrocarbons present. The entering of the sulfate reducing organisms occurred mainly through the infiltration of meteoric water that also brought nutrients as well as sulfate anions to the oil reservoirs and into the Açu aquifer which outcrops locally in the basin. The presence of biodegraded oils in these reservoirs is a common occurrence giving support to the effective action of the organisms.

In the Pescada area no carbonate and/or evaporitic rocks are known in the Pendência or Alagamar formations. The generation of the hydrogen sulfide gas may be explained by the thermal cracking of organic matter from the Pendência Formation which is rich in sulfur compounds, subjected to high temperatures (about 290 °F).